O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO[1] e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Análise PLD – 5ª semana operativa de agosto

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 24 a 30 de agosto.

Tabela 1 – PLD (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	251,98	251,98	198,37	198,37
Média	251,58	251,58	198,37	198,37
Leve	241,17	241,17	198,37	198,37
Média semanal	247,08	247,08	198,37	198,37

A Tabela 2 traz a comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de agosto:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da quarta e da quinta semana de agosto (em R$/MWh)

Submercado	PLD		
	4ª sem - ago	5ª sem - ago	Variação %
SE/CO	241,04	247,08	+ 3%
S	241,04	247,08	+ 3%
NE	223,39	198,37	- 11%
N	223,39	198,37	- 11%

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de afluências no Sistema Interligado Nacional – SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

O Gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

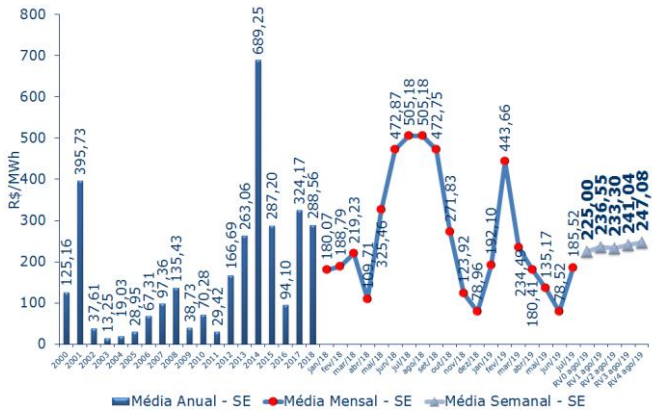


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para a quinta semana de agosto (24 a 30 de agosto de 2019) foi fixado em R$ 247,08/MWh para submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, o aumento do preço foi de 3%, influenciado principalmente pela redução da estimativa de afluências do Sul. Já no Nordeste e no Norte, o preço diminuiu 11% indo para R$ 198,37/MWh, principalmente devido aos níveis de armazenamento melhores que a expectativa anterior.

Para agosto de 2019, espera-se que as afluências fechem em torno de 62% da Média de Longo Termo – MLT para o sistema, estando abaixo da média para todos os submercados. Na região Sudeste, a expectativa é de 79%; no Sul é de 29%; no Nordeste, 47% e, na região Norte, 78% da MLT.

A carga prevista para a próxima semana do SIN é que fique em torno de 140 MWmédios mais alta em relação à expectativa anterior. As previsões apresentaram crescimento (+50 MWmédios) para o submercados Sudeste e para o Norte (+90 MWmédios). Nos submercados Sul e Nordeste, as expectativas realizadas na semana anterior não sofreram alterações.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 300 MWmédios abaixo do esperado, com níveis menores para o Sudeste (-400 MWmédios) e o Sul (-250 MWmédios). Enquanto isso, os níveis apresentaram valores mais elevados em relação ao esperado para o Nordeste (+100 MWmédios) e para o Norte (+250 MWmédios).

O fator de ajuste do MRE para o mês de agosto de 2019 passou de 51,1% para 50,6%.

O ESS previsto para agosto de 2019 está em R$ 2 milhões, sendo em sua totalidade referente às restrições operativas. A análise detalhada do comportamento do PLD pode ser encontrada no boletim InfoPLD, divulgado semanalmente no site da CCEE.

Decomposição do PLD

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, referentes ao Decomp, o Gráfico 2 ilustra os principais impactos no preço dos submercados Sudeste e Sul.

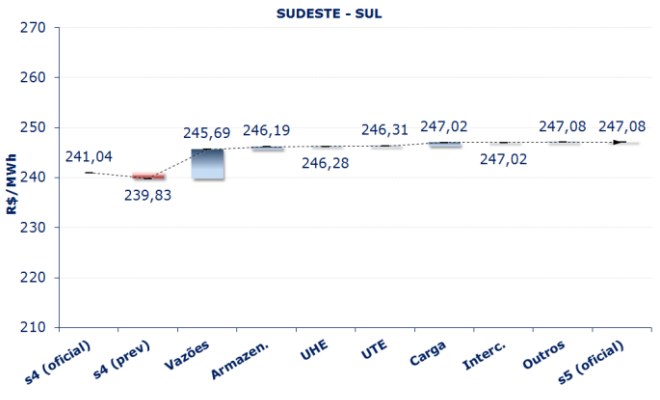


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste e Sul

Para os submercados Sudeste/Centro-Oeste pode-se observar que o principal fator para a elevação do preço foi a piora nas previsões de vazões da região Sul, com impacto de R$ 6/MWh.

As demais atualizações das variáveis não influenciaram significativamente no preço.

[1]**Custo Marginal de Operação -** custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

No Gráfico 3, se observa a variação do preço do Nordeste e Norte considerando a atualização das variáveis do Decomp.

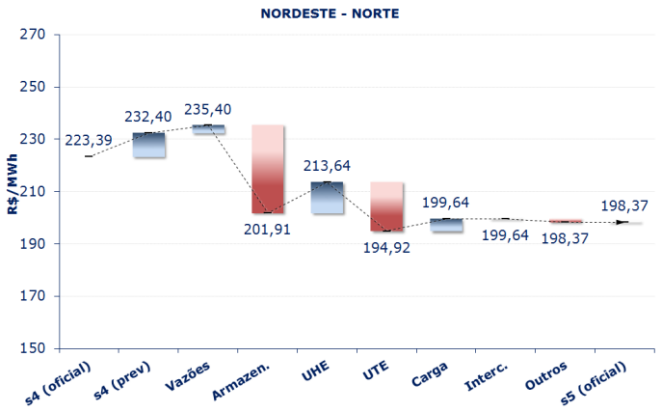


Gráfico 3 - Decomposição da variação do PLD para os submercados Nordeste e Norte

Observa-se que na semana anterior já era esperada uma elevação no preço, sendo acentuada pelo passo de vazões em R$ 3/MWh.

Apesar disso, a verificação de níveis de armazenamento melhores que a expectativa da semana anterior possibilitaram uma redução da ordem de R$ 34/MWh.

As atualizações dos atributos hidrelétricos impactaram em uma elevação de cerca de R$ 12/MWh. Já no passo de atualização dos atributos termoelétricos ocorreu uma redução de R$ 19/MWh, a qual está associada a elevação da declaração de inflexibilidade termelétrica para a quinta semana operativa.

Por último, a previsão de cargas mais elevadas ocasionou o aumento de R$ 5/MWh no preço.

As demais atualizações das variáveis não influenciaram significativamente no preço.

O Gráfico 4, o Gráfico 5 e o Gráfico 6 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. É possível observar que apenas os valores destacados em amarelo atingiram o limite de intercâmbio entre submercados.

Ressaltamos que os fluxos de energia ilustrados na interligação entre a usina de Itaipu e o Subsistema Sudeste levam em consideração a simplificação de modelagem adotada no modelo DECOMP.

Esta simplificação de modelagem consiste na alocação de toda a parte de geração flexível de Itaipu no setor de 60Hz. Deste modo, o valor de fluxos e limites apresentados nas linhas de Itaipu 50Hz para Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu 60Hz para Ivaiporã e depois para o Sudeste/Centro-Oeste são fictícios, com o objetivo de possibilitar a correta otimização do modelo DECOMP.

Cabe destacar ainda, que a potência nominal da UHE Itaipu é de 14.000MW, divididos em 7.000 MW para cada setor da usina (50Hz e 60Hz) e parte da geração do setor de 50Hz é alocada ao atendimento do Paraguai (ANDE).

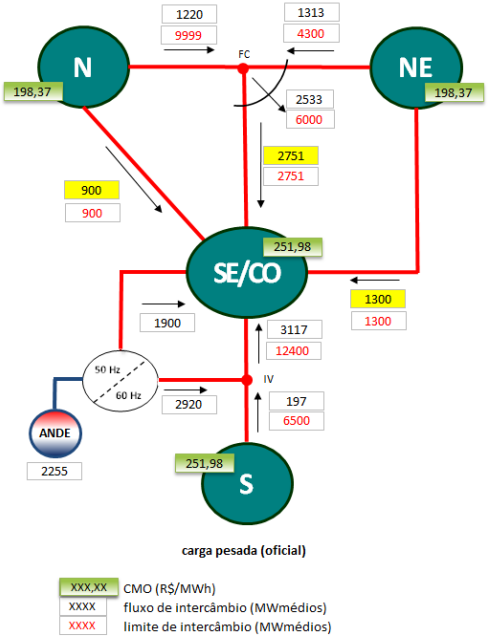


Gráfico 4 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar pesado

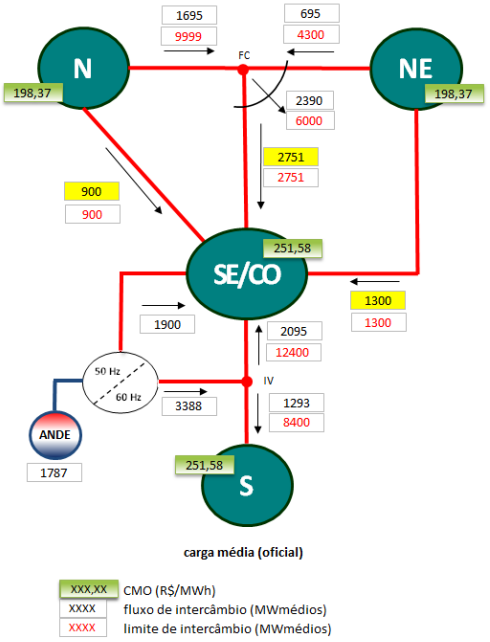


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar médio

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

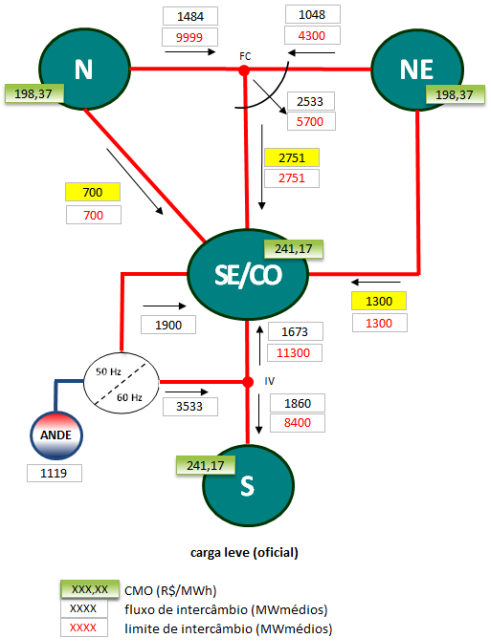


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar leve

Decomposição entre o CMO e o PLD

O Gráfico 7 apresenta a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para os submercados Sudeste e Sul.

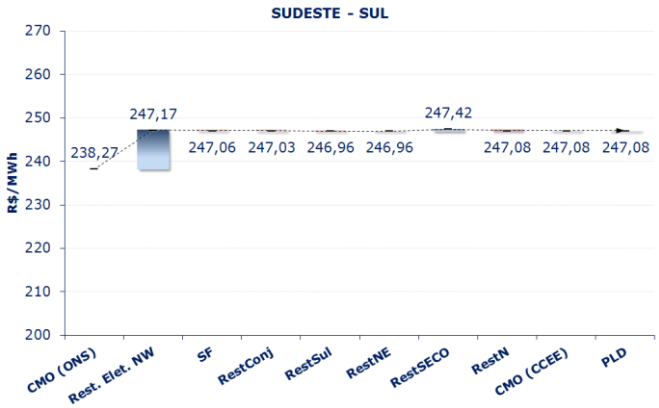


Gráfico 7 - Decomposição da variação do CMO x PLD para os submercados Sudeste e Sul

O Gráfico 8 apresenta a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para o submercados Nordeste.

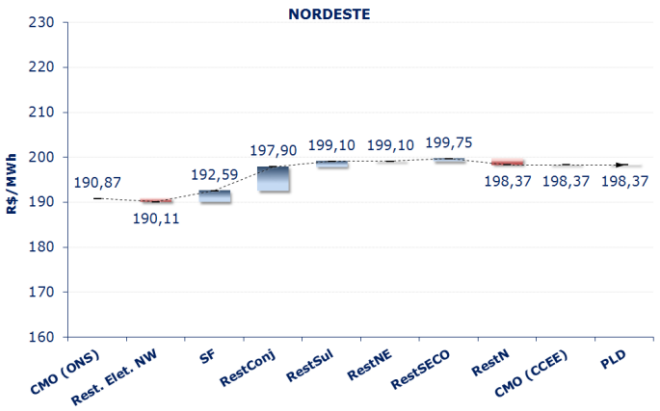


Gráfico 8 - Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Nordeste

O Gráfico 9 apresenta a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para o submercados Norte.

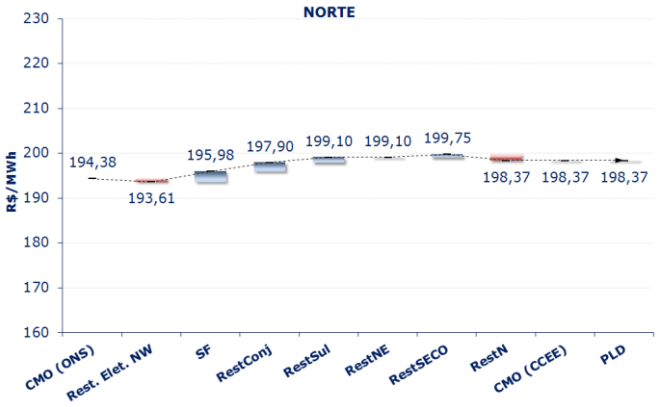


Gráfico 9 - Decomposição da variação do CMO x PLD para o submercado Norte

Levando em conta que o cálculo do PLD desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados, desde que estas não afetem os limites de intercâmbio de energia entre eles, o custo total de operação resultante do cálculo do PLD tende a ser inferior ao custo total de operação do cálculo do CMO, uma vez que este é menos restritivo.

Porém, em decorrência da redução da carga, devido à geração proveniente da restrição elétrica, o CMO resultante do cálculo do PLD tende a ser superior ao CMO resultante do cálculo que considera as restrições elétricas.

Para os submercados Sudeste e Sul, a função de custo futuro fez com que o PLD ficasse mais alto. Para o Nordeste e Norte, o PLD ficou mais baixo em função do balizamento no preço limite.

Os passos destes gráficos ilustram as seguintes alterações:

- Rest. Elet. NW (Função de Custo Futuro) – No cálculo do PLD, as restrições elétricas internas aos submercados do Newave são desconsideradas e, não são definidas como uma geração compulsória, desta forma a carga a ser atendida por geração flexível é maior para o cálculo do PLD que no cálculo do CMO, e, consequentemente, o PLD apresenta um custo mais elevado;

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

- SF (Geração mínima das UHEs Xingó, Paulo Afonso IV, Sobradinho e Itaparica necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais consideradas no cálculo do CMO, enquanto no cálculo do PLD são consideradas as restrições estruturais);
- RestSul (Despacho por razões elétricas do Sul);
- RestNE (Despacho por razões elétricas do Nordeste);
- RestSECO (Despacho por razões elétricas do Sudeste);
- RestN (Restrição operativa da região Manaus).

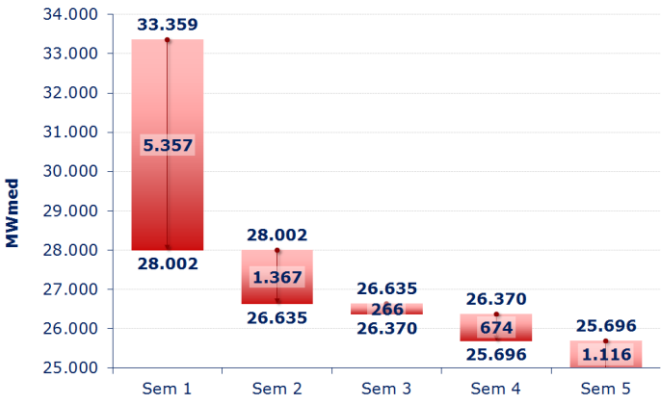


Gráfico 11 - ENA de acoplamento média do SIN

Decomp

O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o Custo Marginal de Operação – CMO que, limitado por um preço mínimo e máximo e levando em consideração apenas as restrições elétricas estruturais que impõem limites de intercâmbio entre os submercados, resulta no PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se a ENA média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

Em julho, as afluências sofreram sucessivas revisões reduzindo os valores totais do SIN, porém permaneceram próximas a 35. MWmédios. Novamente, em agosto, as revisões das afluências apresentaram reduções entre as semanas, chegando na quinta semana em torno de 24.500 MWmédios.

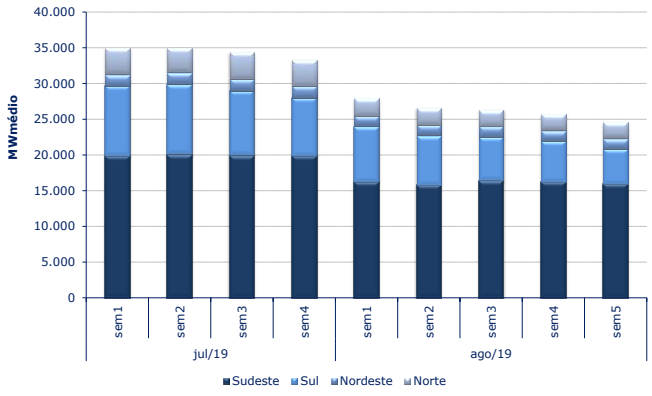


Gráfico 10 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2019

O Gráfico 11 apresenta a variação da ENA de acoplamento média do SIN na quarta semana operativa de agosto.

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento da terceira e quarta semana de agosto, considerada no horizonte do Decomp.

Tabela 3 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 298	- 803	- 10	- 5

Armazenamento inicial

O Gráfico 12 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

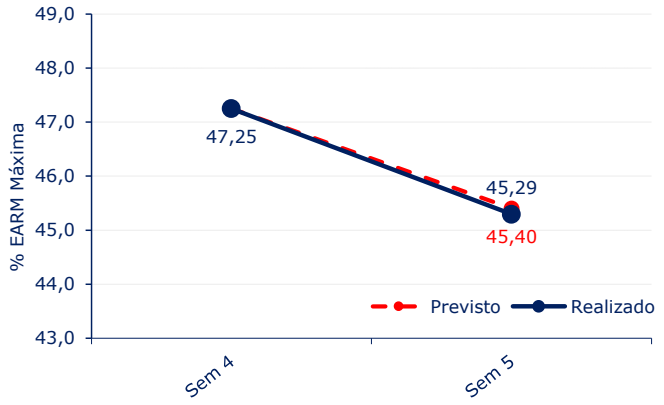


Gráfico 12 – Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 45,4% (Energia Armazenada de 132.842 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi exatamente 45,3% (132.526 MWmês), o que representa uma redução de 316 MWmédios. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quinta semana operativa de agosto

Submercado	RV4- ago- previsto (MWmês)	RV4 - ago - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	84.225	83.816	- 409
S	12.472	12.225	- 247

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

NE	25.656	25.760	+ 104
N	10.489	10.725	+ 236

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Carga - Decomp

O Gráfico 13 apresenta a variação da carga prevista para a quinta semana de agosto:

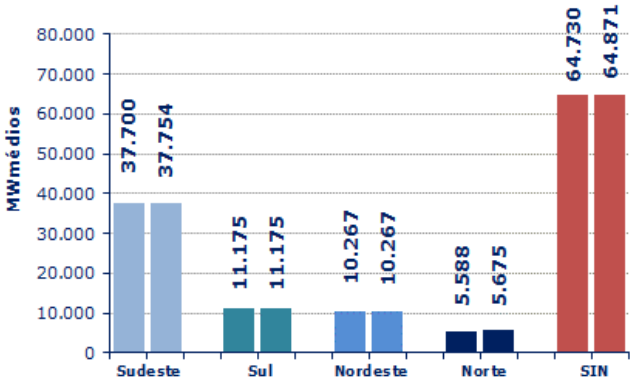


Gráfico 13 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 13 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a quinta semana de agosto na RV3 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV4 do mesmo mês (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no sistema.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
+54	0	0	+87

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda são apresentada no Gráfico 14 e Gráfico 15, para os submercados Sudeste e Sul, e Nordeste e Norte. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito.

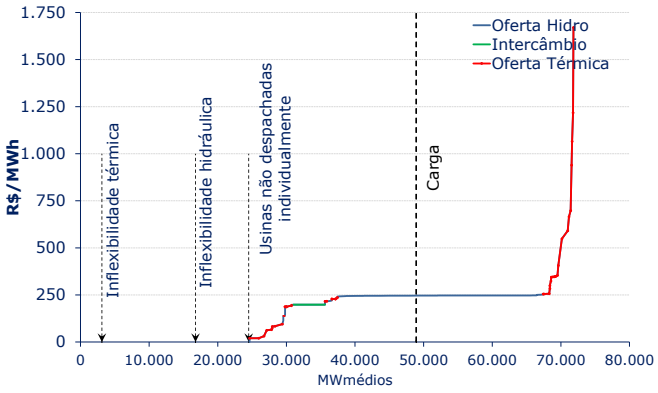


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste e Sul

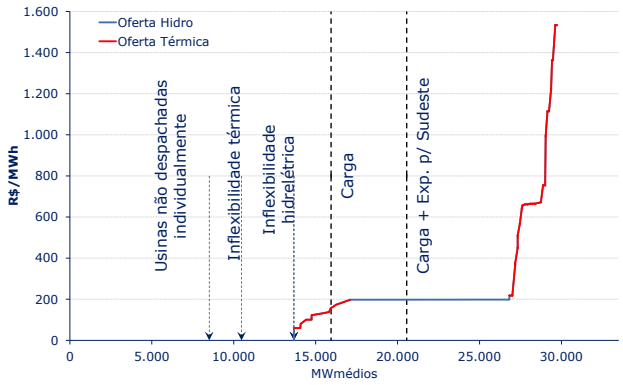


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa de ESS – agosto de 2019

O Gráfico 16 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2019:

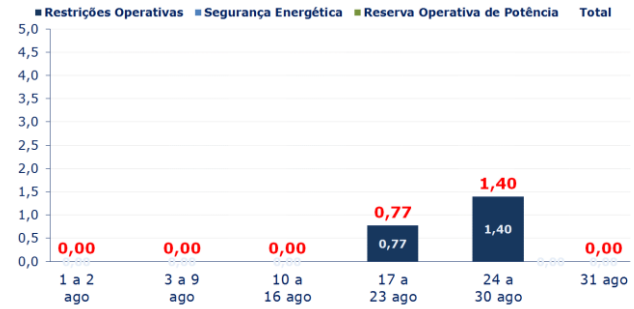


Gráfico 16 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 6 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto:

Tabela 6 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de agosto

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
	Restrição operativa (R$ MM)						
Sudeste	-	-	-	0,77	1,40	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,77	1,40	0,00	2,17
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-	-
Sul	-	-	-	-	-	-	-
Nordeste	-	-	-	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-	-
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 16 e na Tabela 6 resulta na expectativa de R$ 2 milhões em encargos para o mês de agosto de 2019, sendo em sua totalidade referente a restrição operativa.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 21 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 22 de agosto estão disponíveis no

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 23 de agosto são considerados os mesmos valores do dia 22.

A expectativa para o período de 24 a 31 de agosto foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 4 de agosto de 2019.

Os ESS por reserva operativa foram calculados considerando a estimativa de geração eólica para a terceira semana de agosto. Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como "custos devido ao descolamento entre CMO e PLD".

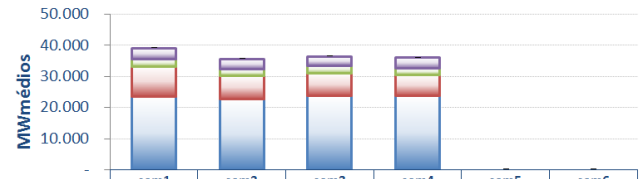
A mesma nota técnica esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período. A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para agosto é nula.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 17 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para agosto de 2019.



	sem1 ago/19	sem2 ago/19	sem3 ago/19	sem4 ago/19	sem5 ago/19	sem6 ago/19
Norte	3.559	3.156	3.157	3.323		
Nordeste	2.218	2.307	2.256	2.293		
Sul	9.777	7.459	7.378	6.710		
Sudeste	23.470	22.628	23.667	23.648		
GH Total MRE	39.024	35.549	36.458	35.975	-	-

Gráfico 17 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

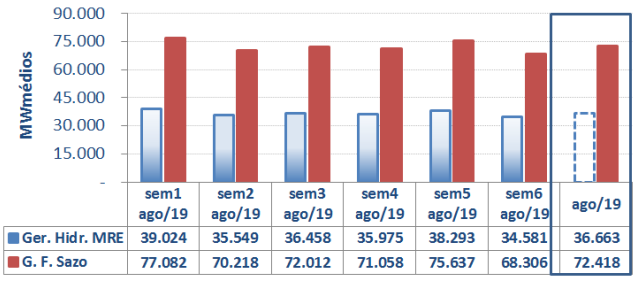
O Gráfico 18 e o Gráfico 19 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2019, respectivamente. A garantia física sazonalizada de 2019 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais – 2019" divulgado no dia 07/08/2019 e também considera o fator divulgado no Comunicado nº 048/19, de 17 de janeiro de 2019.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 21 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 22 de agosto estão disponíveis no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO. E para dia 23 de agosto são considerados os mesmos valores do dia 22.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico, com o objetivo de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2019, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de julho de 2019. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.



	sem1 ago/19	sem2 ago/19	sem3 ago/19	sem4 ago/19	sem5 ago/19	sem6 ago/19	ago/19
Ger. Hidr. MRE	39.024	35.549	36.458	35.975	38.293	34.581	36.663
G. F. Sazo	77.082	70.218	72.012	71.058	75.637	68.306	72.418

Gráfico 18 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto

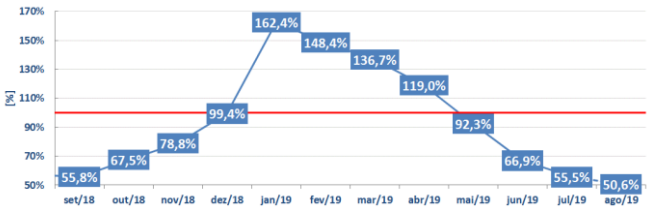
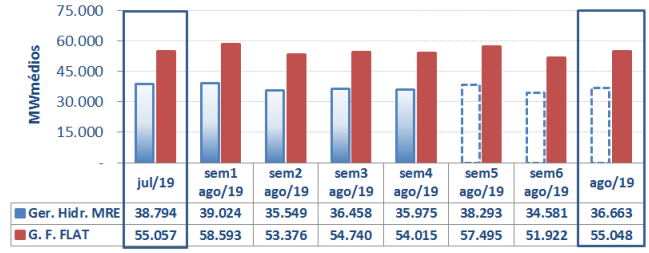


Gráfico 19 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 20 e o Gráfico 21 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat").

O Gráfico 20 e Gráfico 21 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física flat preliminar para julho e agosto de 2019. Além do valor mensal, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.



	jul/19	sem1 ago/19	sem2 ago/19	sem3 ago/19	sem4 ago/19	sem5 ago/19	sem6 ago/19	ago/19
Ger. Hidr. MRE	38.794	39.024	35.549	36.458	35.975	38.293	34.581	36.663
G. F. FLAT	55.057	58.593	53.376	54.740	54.015	57.495	51.922	55.048

Gráfico 20 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto

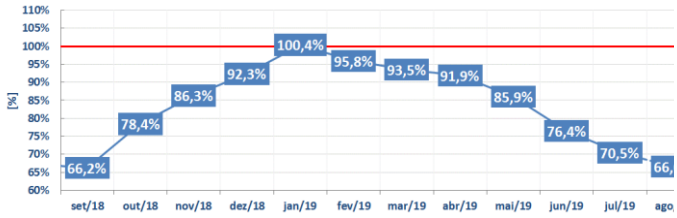


Gráfico 21 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Atualizações do Boletim

Versão 1 – Atualização do Gráfico 8 e inserção do Gráfico 9 devido a diferença do CMO do ONS entre os submercados Nordeste e Norte.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.